



Научно-производственное
предприятие

**ТОМСКАЯ
ЭЛЕКТРОННАЯ
КОМПАНИЯ**

УЧЁТ ГАЗА: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ



Учёт газа, в отличие от учёта нефти, открывает нам более широкие просторы для проектирования. Газодобыча сейчас переживает второе рождение, о чём свидетельствуют не только статьи в средствах массовой информации, но и количество вновь вводимых в эксплуатацию и модернизируемых узлов учёта газа в РФ и за её пределами.

Учитывать газ необходимо, но как учитывать? Это зависит от того, какой именно газ: природный или попутный нефтяной, или, может быть, свободный? На практике не каждый сведущий в нефтегазовой отрасли человек объяснит, что из себя представляют эти газы и в чём их отличия. Природный газ – смесь, компонентами которой в основном являются предельные углеводороды, азот, диоксид углерода и сероводород (согласно ГОСТ 30319). Природный газ добывается из недр целенаправленно и имеет ограничения по составу входящих в него компонентов. Попутный нефтяной газ – это тот самый газ, который нам так мешает в узлах учёта нефти. В сырой нефти он находится в свободном или растворённом состоянии и выделяется из нефти в процессе её добычи и транспортировки. Термин «свободный нефтяной газ», введённый изменением №2 к ГОСТ Р 8.615, соответствует термину «попутный нефтяной газ». Из-за одинаковых названий возникает путаница, и в результате нефтяники и газовики категорически отказываются называть попутный газ свободным.

Кроме состава газа и способа добычи отличаются и алгоритмы учёта попутного нефтяного газа (ПНГ) и природного газа (ПГ). Для учёта природного газа ГОСТ 30319 предлагает сразу четыре метода, предназначенных для разных диапазонов температур и давлений, разных концентраций компонентов и плотностей. В то время, как для учёта ПНГ существует лишь одна методика – ГСССД МР 113.

Согласно ГОСТ 30319, природный газ – это смесь углеводородов, имеющая плотность в стандартных условиях в диапазоне от 0,6 до 1,0 кг/м³. Большое количество месторождений ПНГ ведёт учёт газа с плотностью в стандартных условиях, не превышающей 1,0 кг/м³. Такой газ фактически является природным, но из-за способа добычи по документам проходит как свободный нефтяной. Перед тем, как готовить технико-коммерческое предложение, мы обязательно анализируем состав и параметры газа, условия его передвижения в трубопроводе. Согласно алгоритму, приведённому в ГСССД МР 113, мы можем вести учёт ПНГ в диапазоне температур от -10 до 227 градусов Цельсия и при давлении до 15 МПа. Далеко не все узлы удовлетворяют этим ограничениям, например, узел учёта газа для закачки в пласт. В подобном случае нам поможет анализ газа согласно ГОСТ 30319.2 на соответствие методам учёта GERG-91 и AGA8-92DC. Эти методы позволяют учитывать газ, находящийся под давлением до 30 МПа при температурах от -13 до 67 градусов Цельсия.

С вопросами о названии газа и алгоритмами учёта мы разобрались. Остаётся ещё более интересный вопрос – варианты комплектации УУГ и СИКГ. Варианты определяются в зависимости от типа объекта, в состав которого должен входить узел учёта: ГРС, ГИС (стандарты организации «Газпром» дают подробную классификацию ГИС и требований к ним), УУГ, СИКГ. Каждый тип объекта регламентируется своим набором нормативной документации, которая подробно расписывает, каким должен быть узел учёта газа, оставляя место для фантазии проектировщика.

В настоящее время недостатка в НТД на природный газ нет, а вот в законодательстве на попутный нефтяной газ есть серьёзные проблемы и недоработки. Первая из них – это совмещение в ГОСТ Р 8.615 требований по учёту сырой нефти и попутного



неф-тяного газа. Очевидно, что акцент сделан на нефть, да и приписанная норма погрешности по прошествии времени начинает морально устаревать. В отсутствие адекватных стандартов в ход пошли стандарты организаций (СТО), которые вправе устанавливать требования к конструкции и погрешности измерений с помощью СИКГ в рамках отдельно взятого предприятия. Таким образом, множество узлов функционируют в соответствии с требованиями СТО «Роснефть», СТО «ТНК-ВР» и др.



Кроме того, с течением времени частично упразднилось разделение узлов учёта газа на коммерческие, технологические и оперативные. МИ 3082 и ГОСТ Р 8.615 не разделяют эти типы учёта, в то время, как СТО «Газпром» и СТО «Роснефть» – напротив, выделяют их, прописывая технологические особенности УУГ и СИКГ в зависимости от типа учёта и максимальной производительности. В общем, ситуация по меньшей мере неоднозначная.

Выбор расходомера – вечно актуальная тема в вопросе учёта газа. И если с природным газом всё более или менее понятно, то с ПНГ не всё так просто. Судя по количеству заявок и требованиям заказчиков, большим спросом пользуются ультразвуковые (высокоточные) и вихревые расходомеры, оснащённые функцией монтажа/демонтажа без остановки потока. Действительно, на факельных линиях без этой функции никак не обойтись, да и погрешность расходомеров соответствует требованиям. Помимо перечисленных для учёта ПНГ используют преобразователи расхода, реализующие метод переменного перепада давления, который позволяет быстро и без демонтажа трубопровода снять и установить расходомер. Но такие преобразователи расхода отличаются значительно большей погрешностью, большей стоимостью (по сравнению с вихревыми расходомерами), а также не всегда обеспечивают необходимую метрологическую базу проведения измерений ПНГ.

Из личного опыта можем отметить, что различные типы расходомеров хороши для различных целей, не стоит заикливаться на одном, например, самом точном или самом дешёвом. Для малых расходов подойдут ротационные расходомеры, для средних – вихревые и ультразвуковые, для больших – ультразвуковые преобразователи расхода. Мы проявляем

гибкость и подбираем тип и марку расходомера под каждый конкретный узел.

Кроме привычных расходомеров, манометров, термометров, датчиков температуры и давления, пробоотборных зондов, предназначенных для создания возможности отбора пробы газа, заказчики включают в комплект поставки такое оборудование, как хроматографы, анализаторы точки росы по влаге и углеводородам, плотномеры, системы автоматического и ручного отбора проб. Некоторые включают функцию контроля метрологических характеристик (КМХ), ранее присущую только для нефти. Всё это свидетельствует о попытке наладить автономный учёт газа в местах, где нет возможности пользоваться услугами ХАЛ или периодически вывозить весь парк средств измерений на поверку. Заказчик не только готов покупать дорогостоящее сложное оборудование, но и закупать его с резервом, чтобы в случае непредвиденной поломки достойным образом продолжить учёт.

Вышеперечисленные потребности заказчиков накладывают жёсткие требования на подготовку, знания и информированность производителей узлов учёта газа.

Положение упрощается за счёт знания нормативной базы. В 2009 году вышла серия стандартов, посвящённых хроматографии и отбору проб газа. Требования этих стандартов справедливы как для природного, так и для попутного нефтяного газа. Согласно требованиям новых ГОСТов для узла учёта подойдёт далеко не каждый потоковый хроматограф. Компетентный производитель узлов учёта всегда должен иметь в запасе различные варианты поставки оборудования, чтобы предложить заказчику.

Мы поддерживаем стремления заказчиков к совершенствованию узлов учёта, поэтому можем оказать квалифицированные услуги как при поставке простейшего узла учёта газа, так и при комплексной поставке сложной измерительной системы.

Научно-производственное предприятие
«Томская электронная компания»

634063, Россия, Томск, ул. Высоцкого, 33.

Тел.: (3822) 63-39-58, 63-41-75

Факс: (3822) 63-39-63

E-mail: npp@mail.npptec.ru

www.npptec.ru

материал подготовила **Ольга Орлова**,
инженер по испытаниям НПП «ТЭК»